

# DIVULGAÇÃO DE RESULTADOS

## 1T23

[ri.3rpetroleum.com.br](http://ri.3rpetroleum.com.br)

## Resultados | 1T23

Rio de Janeiro, 26 de abril de 2023 – A 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. (“3R” ou “Companhia”) (B3: RRRP3) apresenta os seus resultados referentes ao primeiro trimestre de 2023 (“1T23”). As informações financeiras e operacionais descritas a seguir, exceto onde indicado o contrário, são apresentadas em bases consolidadas e em Reais (R\$), de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (CPC) e os padrões internacionais de demonstrações contábeis (IFRS).

Principais Indicadores					
(em milhares de R\$, ressalvas as indicações em contrário)	1T23	1T22	Δ A/A	4T22	Δ T/T
<b>Receita Líquida</b>	<b>573.698</b>	375.294	52,9%	445.130	28,9%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>155.603</b>	198.526	-21,6%	112.639	38,1%
<b>Margem EBITDA Ajustada</b>	<b>27,1%</b>	52,9%	-25,8 p.p.	25,3%	1,8 p.p.
<b>Produção Total<sup>1</sup></b> (boe/dia)	<b>20.691</b>	9.164	125,8%	15.375	34,6%
Produção Média Diária de óleo (bbl/dia)	<b>13.350</b>	7.686	76,0%	8.660	56,2%
Produção Média Diária de gás (boe/dia)	<b>7.161</b>	1.478	384,4%	6.715	6,6%
<b>Preço médio da venda de óleo</b> (US\$/bbl)	<b>63,7</b>	93,8	-32,1%	77,8	-18,1%
<b>Preço médio da venda de gás</b> (US\$/MMbtu)	<b>8,2</b>	5,9	38,8%	8,1	1,1%
<b>Lifting Cost<sup>2</sup></b> (US\$/boe)	<b>23,1</b>	10,0	130,6%	19,4	19,4%

<sup>1</sup> Participação 3R

<sup>2</sup> Incluindo HSE

### DESTAQUES DO TRIMESTRE

#### Prioridades 2023: Execução do Plano de Negócios

- **Consolidação do portfólio** com a conclusão dos processos de transição em curso: Polos Potiguar e Pescada
- **Segurança operacional:** intensificação de atividades de integridade e manutenção de equipamentos e sistemas das instalações e infraestrutura dos ativos de produção
- **Execução:** resiliência operacional e aumento da curva de produção
- **Investimentos:** execução do plano de Capex planejado para suportar a evolução da produção
- **Estrutura de capital:** balanceamento, menor alavancagem e suporte ao plano de investimentos

#### Portfólio Amplo e Diversificado

- **7 dos 9 ativos já incorporados ao portfólio**, operação, onshore e offshore, em 4 bacias sedimentares
- **Benefício fiscal da SUDENE confirmado para o portfólio integrado**, exceto Papa Terra que não é elegível
- **Certificação de reservas atualizada**, data base dez 2022, e consolidada em um único certificador
- **516 milhões de boe em reservas 2P<sup>1</sup> certificadas**, das quais 71% são reservas provadas (1P)
- **88% das reservas 2P são de óleo** e 12% se referem a reservas de gás natural

<sup>1</sup> Reservas provadas mais prováveis (2P)

- **Vida útil das reservas 2P superam os 15 anos**, considerando o pico de produção estimado

### Maior Escala e Melhoria dos Sistemas de Produção

- **Portfólio pro forma<sup>2</sup> registrou 39,0 mil boe/d no 1T23**, sendo 54% incorporados ao portfólio
- **Produção média diária superou o patamar de 20 mil boe no 1T23**, +35% T/T ou +126% A/A
- **Intensificação de atividades de integridade e sistemas de backup**: busca por maior resiliência da infraestrutura de produção
- **Início da campanha de perfuração onshore**, em março de 2023, na Bacia Potiguar

### Resultados Financeiros Consistentes e Otimização da Estrutura de Capital

- **Funding para aquisição do Polo Potiguar**, US\$ 1 bilhão em dívidas aguardando *closing* para desembolso
- **Proposta de aumento de capital de até R\$ 900 milhões**: otimização da estrutura de capital da Companhia, com redução da alavancagem e reforço à capacidade de investimento nos projetos de redensolvimento
- **Receita líquida recorde de R\$ 573,7 milhões**, crescimento de 28,9% T/T ou 53% A/A
- **Negociação de novos contratos de óleo na Bahia**: ampliação do portfólio de produtos vendidos e melhores condições comerciais que devem impulsionar resultado no 2T23
- **EBITDA Ajustado somou R\$ 155,6 milhões no trimestre**, alta de 38,1% T/T
- **Margem EBITDA Ajustada de 27,1%**, mesmo considerando as despesas de transição e parada temporária de produção no Polo Papa Terra
- **Lucro líquido de R\$ 16,1 milhões no trimestre**
- **Capex de US\$ 32,7 milhões no 1T23**, alocação em *workover*, reativação de poços e *facilities*
- **Lifting Cost de US\$ 23,1/boe no 1T23**, mesmo considerando a parada temporária de produção do Polo Papa Terra

Conferência em português	Conferência em inglês
<b>27 de abril de 2023</b>	<b>27 de abril de 2023</b>
<b>14:00 (BRT)</b>	<b>1:00 p.m. (US EDT)</b>
Números de Conexão:	Números de Conexão (EUA):
+55 (21) 3958 7888	+1 253 205 0468
+55 (11) 4632 2236	+1 312 626 6799
+55 (11) 4632 2237	+1 301 715 8592
+55 (11) 4700 9668	+1 253 215 8782
0800 282 5751	833 928 4608
0800 878 3108	833 548 0276
ID do webinar: 889 1723 9622	ID do webinar: 889 1723 9622
Senha: 116137	Senha: 116137
Inscrição: <a href="#">clique aqui</a>	Inscrição: <a href="#">clique aqui</a>

<sup>2</sup> Inclui a participação da Companhia em ativos que estão em fase de transição operacional (65% do Polo Pescada e 100% do Polo Potiguar).

## Mensagem da Administração

O início do ano de 2023 foi marcado por volatilidade nas commodities e um mercado de dívida desafiador. No aspecto macro, observa-se curva de juros elevadas, inflação resistente e uma das janelas de emissão de dívida mais restrita dos últimos anos. As dificuldades financeiras de varejistas no Brasil e a crise de bancos no exterior agravaram este contexto. Para a indústria de óleo e gás, os conflitos no leste europeu, juntamente com as incertezas sobre a retomada da China e eventual recessão americana seguem afetando o preço de Brent, que recuou para patamares próximos a US\$ 80 por barril no início de 2023.

No âmbito operacional, a Companhia alcançou o importante marco de produção: superamos a média diária de 20Kboe no primeiro trimestre de 2023. Este resultado foi suportado pela gradual evolução da produção em operações onshore e pela forte contribuição da 3R Offshore no resultado. Após assumir a operação do Polo Papa Terra com limitações em sistemas de produção e na capacidade de estocagem, nas últimas semanas de dezembro de 2022, nosso time operacional vem se dedicando à melhoria de integridade e às reativações de redundâncias em sistemas críticos, de modo a tornar a operação mais segura, estável e resiliente.

Em todos os ativos que compõem o portfólio da Companhia ainda há muito espaço para incremento de produção, ganho de eficiência e diluição de custos fixos durante os próximos trimestres. Para tanto, as áreas de operações e de gestão de suprimentos envidam os maiores esforços para mobilizar o quanto antes as sondas de intervenção e perfuração, assim como aprimorar as plantas de processamento, de modo a cumprir os investimentos previstos em nosso plano de negócios. Não menos importante, estamos trabalhando para solucionar no menor tempo possível os entraves de processamento do Polo Macau, que têm limitado nossa capacidade de produção em um dos ativos com melhor margem de contribuição para a Companhia.

Suportado pela evolução da produção, a 3R alcançou receita líquida recorde no 1Q23, somando R\$ 574 milhões, o que representa um avanço de 29% e 53% quando comparado com o 4Q22 e 1Q22, respectivamente. A receita do 1Q23 foi 7 vezes maior do que a receita do 3Q20, trimestre que marcou a primeira divulgação de resultados da Companhia após a abertura de capital, demonstrando a magnitude do crescimento da companhia desde o início de sua trajetória. A evolução na produção compensou os custos de transição e a queda no valor do preço de referência Brent, permitindo que a Companhia atingisse um EBITDA ajustado de R\$156MM no trimestre, com expansão de margem quando comparado ao trimestre anterior.

No aspecto estratégico, os esforços da Administração e de todos os nossos colaboradores estão concentrados na conclusão da aquisição do Polo Potiguar. Com diligência, proatividade e muita dedicação, estamos gradativamente avançando no atingimento das condições precedentes. Nesta semana, ultrapassamos mais uma grande e importante etapa: o processo de transferência da última licença ambiental relativa ao IDEMA foi concluído. Nossa expectativa é que a última condição precedente seja solucionada nos próximos dias, com a transferência da última licença ambiental, a ser emitida em nome da 3R pelo IBAMA.

Mesmo em um primeiro trimestre turbulento para o setor, o ano de 2023 marca o início de um novo ciclo de consolidação de portfólio e execução do plano estratégico para a 3R. E nesse contexto, a companhia entregou resultados que demonstram a robustez da nossa estratégia e está preparada para implementar o plano de crescimento orgânico projetado para os próximos trimestres, com a incorporação de relevantes ativos de produção de óleo, diversificação da estratégia de comercialização de produtos, otimização comercial de contratos, simplificação societária e a entrega de resultados saudáveis, mantendo alto nível de segurança operacional.

## ESG – *Environmental, Social e Governança Corporativa*

Para a 3R, a condução do plano de negócios deve estar cada vez mais atrelada a uma gestão responsável de aspectos que vão além dos financeiros, mas que também gerem valor positivo e duradouro para a sociedade. Neste sentido, as ambições da Companhia estão conectadas à Jornada da Sustentabilidade, com enfoque no desenvolvimento das diretrizes ESG – *Environmental, Social e Governança Corporativa* – e seu alinhamento ao plano estratégico.

Em 2023, a Companhia está comprometida com a elaboração de seu primeiro Relatório de Sustentabilidade, com base na Global Reporting Initiative – GRI, utilizando seus padrões universais, setorial de óleo de gás e temáticos. O relatório englobará as questões de ESG e os indicadores relativos aos principais temas materiais identificados para o negócio, com previsão de publicação para o ano de 2023. Esse é um passo importante na evolução da Jornada da Sustentabilidade, pois traz a oportunidade de autoavaliação para um ciclo de melhorias.

Com o compromisso de dar transparência à evolução da Agenda ESG, a Companhia apresenta os principais destaques do 1º trimestre de 2023:



### Ambiental

- Declaração de Conformidade da Capitania dos Portos e homologação do helideck pela Marinha (DPC) no Polo Peroá;
- Em parceria com a Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA, a Companhia realiza projeto de pesquisa para reaproveitamento da água produzida nas operações do Polo Fazenda Belém como água de irrigação;
- Oficinas pedagógicas em comunidades e escolas para realização de apresentações sobre o meio ambiente e sua relação com a indústria de petróleo.

### Social

- Projetos e iniciativas de fomento à educação e à saúde no Rio Grande do Norte: (i) oficinas e campeonatos de judô, futsal e natação, além do suporte a atletas paraolímpicos potiguares, através da Sociedade Amigos do Deficiente Físico (Sadef), cuja abrangência envolve diversas comunidades e mais de 1,7 mil crianças e jovens,

- (ii) fornecimento de água potável em regiões desabastecidas, e (iii) promoção da iniciativa Momento de Saúde e Segurança, na qual foram oferecidas vacinas, além de treinamento para atendimento a planos de resposta a emergência.
- Participação no Projeto Mãos Aladas, em parceria com o Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN – Macau), no qual foram oferecidos cursos profissionalizantes para mulheres, com o objetivo de diminuir as desigualdades sociais das mulheres que se encontram em situação de exclusão e precariedade.
  - Compartilhamento de conhecimento técnico com estudantes da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, que participaram de um seminário, na sede da Companhia no Rio de Janeiro, o qual abordou o papel do geólogo em uma empresa de desenvolvimento de campos maduros.
  - Primeira edição do Estágio de Verão 3R. Jovens de diversos cursos, em uma experiência prática, acompanharam as operações da Companhia nos Polos Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, Rio Ventura e Recôncavo, com a mentoria e supervisão de profissionais de suas respectivas áreas de formação. Hoje já temos profissionais que foram aproveitados após o período de e que compõe atualmente o quadro de empregados da companhia;
  - Participação no Programa de Mentoria de Liderança Feminina promovido pelo IBP – Instituto Brasileiro do Petróleo, cujo objetivo é impulsionar a diversidade na indústria de óleo e gás e impulsionar o percentual de mulheres em cargos de liderança.
  - Realização de 140 atividades na Bahia, dentro do âmbito da Política de Responsabilidade Social e estratégias de relacionamento comunitários, das quais: (i) 40% relacionadas ao Programa de Educação Ambiental e ao Projeto de Comunicação Social, (ii) 38% relacionadas a gestão de crise, empregabilidade e acesso ao mercado de trabalho, e (iii) 22% relacionadas a ações de suporte a operação e atendimento de demanda do canal 0800, Fale com a 3R.

## Governança

- Simplificação organizacional com otimização da estrutura corporativa e integração de atividades, cujo objetivo é suportar o ciclo de consolidação de portfólio e execução do plano estratégico, com enfoque em agilidade, produtividade e resultados.
- Entrada no Índice GPTW B3 2023, composto por empresas certificadas e como as de melhores ambientes para se trabalhar, a partir do ranking nacional do Great Place to Work.
- Revisão e atualização do Código de Ética e Conduta, Política Anticorrupção e Manual de Ética e Conduta para Fornecedores, cujos temas principais foram: (i) direitos humanos, relações de trabalho, assédio, discriminação e preconceito, (ii) segurança de pessoas e respeito ao meio ambiente, sustentabilidade, (iii) prevenção à lavagem de dinheiro, e (iv) segurança cibernética e tratamento de dados pessoais/privacidade.

## Gestão de Portfólio e Reservas 3R

A Companhia dispõe de amplo portfólio, composto por nove ativos localizados em quatro bacias sedimentares, dos quais, no encerramento do primeiro trimestre de 2023, operava sete deles, restando apenas a conclusão do processo de transição operacional dos Polos Pescada e Potiguar. O portfólio diversificado é um dos diferenciais da 3R, na medida em que gera flexibilidade na seleção dos projetos dentro do horizonte de desenvolvimento, levando em consideração aspectos macroeconômicos, risco-retorno e gestão de capital.

Nesse sentido, após assumir as operações dos ativos, a 3R desenvolve atividades de fiscalização e recuperação de integridade de diversos equipamentos e sistemas compreendidos nas instalações e estrutura dos ativos, fundamentais para a segurança e resiliência operacional, além de iniciar o processo de captura de oportunidades simplificadas (*low hanging fruits*), que usualmente mais do que compensam o declínio natural dos campos, em uma gestão determinada nos pilares de integração, eficiência e retorno.

Adicionalmente, a aplicação do investimento (Capex) passa por uma detalhada avaliação do plano de negócios da Companhia, com o viés macro, de portfólio, priorizando projetos de mais alto retorno e menor risco de execução, usualmente ligado a reservas provadas (1P). A aplicação do Opex (custos e despesas) segue o mesmo fluxo de análise, considerando ainda que os ativos adquiridos passaram por longo período de manutenção e investimento muito reduzidos, justificado pelo fato de não serem *core-business* do antigo operador.

Bacia	PDP (MMboe)	1P (MMboe)	2P (MMboe)	3P (MMboe)
Potiguar	129,4	230,3	305,0	353,2
Recôncavo	26,2	73,6	104,7	139,5
Papa Terra (53,13% WI)	3,9	54,7	94,8	121,6
Peroá (85% WI)	5,2	8,6	11,5	12,1
<b>Total 3R Petroleum</b>	<b>164,6</b>	<b>367,2</b>	<b>516,0</b>	<b>626,4</b>
<b>VPL @ 10% (US\$ bilhão)</b>	<b>US\$ 2,13</b>	<b>US\$ 4,71</b>	<b>US\$ 6,32</b>	<b>US\$ 7,70</b>

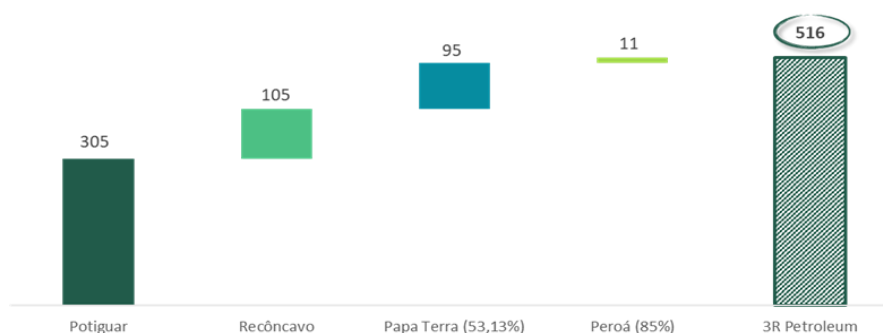
Em abril de 2023 a Companhia atualizou a certificação de reservas do seu portfólio e publicou o Relatório 2023, data base de 31 de dezembro de 2022. O portfólio total da Companhia conta com 516 milhões de barris de óleo equivalente (boe) em reservas 2P (provadas + prováveis) certificadas, dos quais 367 milhões de boe (ou 71%) são reservas provadas (1P) e ainda 32% das reservas 2P são classificadas como reservas provadas desenvolvidas em produção (PDP), o que demonstra um menor risco de execução. Do total de reservas 2P, 88% representam reservas de óleo e 12% de gás natural.

Adicionalmente, a Companhia destaca que os volumes certificados relativos ao projeto de Malombe, bloco que compõe o Polo Peroá, foram classificados como recursos contingentes, 12 milhões de boe certificados como recurso 2C, condicionados apenas à declaração de comercialidade do ativo perante a ANP.

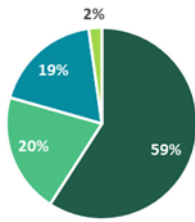
Os gráficos abaixo detalham as reservas do portfólio de ativos da Companhia, data base 31 de dezembro de 2022.

### Portfólio 3R - Reservas 2P

(MMboe)

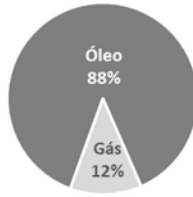


**Cluster**  
(Reservas 2P)

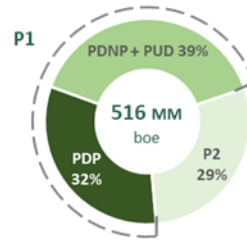


<sup>1</sup> PDP + PDNP + PUD = P1

**Hidrocarbonetos**  
(Reservas 2P)



**Classificação**



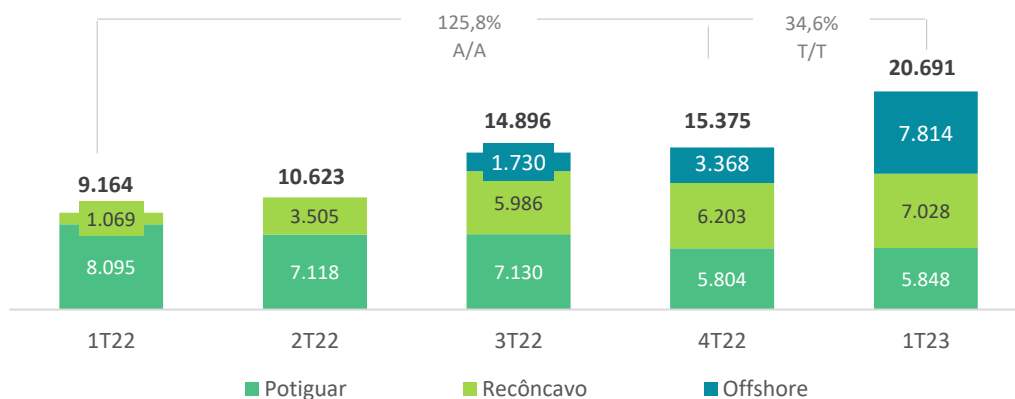


## Desempenho Operacional

A Companhia encerrou o primeiro trimestre de 2023 alcançando patamares históricos de produção, ao registrar **produção média de 20.691 barris de óleo equivalente por dia (boe/d) no 1T23**, o que representa um incremento de 125,8% em termos anuais (A/A) e de 34,6% em relação ao trimestre anterior (T/T). Importante destacar que a média calculada contempla: (i) a participação da 3R em cada um dos ativos, (ii) os dias corridos do período de análise, e (iii) descarta o gás produzido, mas não comercializado, nos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Papa Terra.

### Produção Total por Cluster

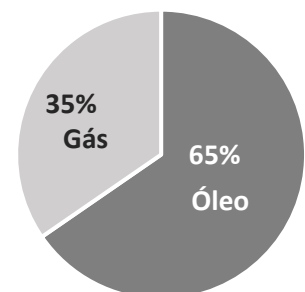
Participação 3R | boe/d



No 1T23, a produção média diária de óleo alcançou **13.530 barris (bbl/d)**, avanço de 76,0% A/A e 56,2% T/T, representando **65,4% da produção média trimestral**. Esse desempenho é explicado pelas seguintes razões: (i) primeiro trimestre integral do Polo Papa Terra sob gestão da Companhia; (ii) resultado positivo das intervenções operacionais realizadas no Cluster Recôncavo, +8,4% bbl/d T/T, e (iii) recuperação gradativa do Polo Macau, principalmente a partir da conclusão da troca de parte do duto que escoia a produção da estação coletora de CN-B até o Ativo Industrial de Guimarães, localizado no Polo Potiguar.

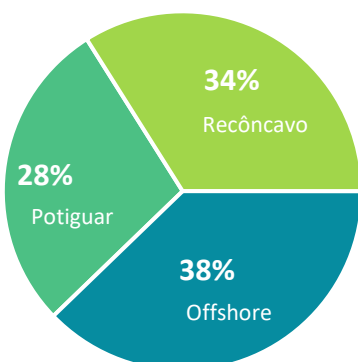
### Perfil da Produção

(1T23 - boe/d)



### Produção por Cluster

(1T23 - boe/d)



A produção média diária de gás atingiu patamar de **7.161 boe (1.139 mil m³)** no

**1T23**, crescimento de 384,4% A/A e 6,6% T/T, o que corresponde a **34,6% da produção média do período**. Esse desempenho é decorrente, sobretudo: (i) da consistente evolução da produção de gás no Cluster Recôncavo, +17,6% T/T, e (ii) parcialmente compensado pela menor produção de gás registrada no Cluster Potiguar.

No âmbito geográfico, o Cluster Potiguar, composto pelos Polos Macau, Areia Branca, Fazenda Belém e 35% do Polo Pescada, representou 28,3% da produção média do trimestre, enquanto o Cluster Recôncavo, composto pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, respondeu por 34,0%. A parcela complementar de 37,8% reflete a participação do Cluster Offshore, representado pelos Polos Peroá e Papa Terra.

A Companhia reitera que o balanceamento de óleo-gás na produção está sendo modificado gradualmente, em linha com as incorporações de novos ativos, e ainda no aguardo da conclusão dos ativos em fase de transição operacional. **No trimestre, a participação de óleo cresceu 9,1 p.p.**, sendo:

- (i) o primeiro trimestre com a produção integral do Polo Papa Terra sob operação da Companhia, ativo de grande escala de óleo. Todo gás produzido é consumido e/ou reinjetado nos reservatórios;
- (ii) a incorporação do Polo Potiguar, a ser concluída, contribuirá com a ampliação da proporção de óleo no portfólio da Companhia;
- (iii) a incorporação de 65% do Polo Pescada, a ser concluída, ampliará a produção de gás do portfólio, ainda que seja um ativo de menor escala.

A tabela abaixo consolida os dados operacionais dos ativos sob a gestão da 3R, a partir da incorporação de cada um ao portfólio. Cabe destacar que o Polo Pescada permanece sob operação da Petrobras, porém a Companhia já detém 35% dos direitos econômicos incorporados aos seus resultados financeiros. Por fim, vale ressaltar que tão logo os processos de transição operacional de 65% do Polo Pescada e 100% do Polo Potiguar sejam concluídos, a operação dos ativos será assumida pela 3R, bem como os direitos econômicos incorporados aos resultados financeiros.

Ainda sobre o processo de transição, cabe ressaltar que a geração de caixa, desde julho de 2022, resultante da operação *upstream* do Polo Potiguar, ainda sob operação da Petrobras, pertence à Companhia e será deduzida do montante a ser pago à Petrobras na conclusão da aquisição.

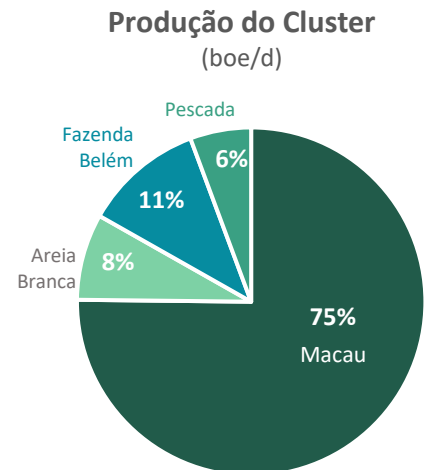
Dados de Produção	1T22	2T22	3T22	4T22	JAN 23	FEV 23	MAR 23	1T23
Óleo (bbl/dia)	7.830	8.048	9.163	9.596	22.707	20.286	12.150	18.381
Gás (boe/dia)	2.133	3.345	7.987	7.685	8.356	7.920	7.946	8.074
Gás (m³/dia)	339.051	531.815	1.269.819	1.221.833	1.328.455	1.259.178	1.263.270	1.283.634
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>9.962</b>	<b>11.393</b>	<b>17.150</b>	<b>17.281</b>	<b>31.063</b>	<b>28.206</b>	<b>20.095</b>	<b>26.455</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>9.164</b>	<b>10.623</b>	<b>14.896</b>	<b>15.375</b>	<b>23.102</b>	<b>21.502</b>	<b>17.468</b>	<b>20.691</b>
<b>CLUSTER POTIGUAR</b>	<b>1T22</b>	<b>2T22</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>JAN 23</b>	<b>FEV 23</b>	<b>MAR 23</b>	<b>1T23</b>
Óleo (bbl/dia)	6.886	6.049	6.136	4.953	4.588	4.948	5.683	5.073
Gás (boe/dia)	2.007	1.839	1.744	1.546	1.339	1.375	1.460	1.391
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>8.893</b>	<b>7.888</b>	<b>7.879</b>	<b>6.499</b>	<b>5.927</b>	<b>6.323</b>	<b>7.143</b>	<b>6.464</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>8.095</b>	<b>7.118</b>	<b>7.130</b>	<b>5.804</b>	<b>5.291</b>	<b>5.755</b>	<b>6.500</b>	<b>5.848</b>
<b>CLUSTER RECÔNCAVO</b>	<b>1T22</b>	<b>2T22</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>JAN 23</b>	<b>FEV 23</b>	<b>MAR 23</b>	<b>1T23</b>
Óleo (bbl/dia)	943	1.999	2.861	2.889	3.279	3.074	3.045	3.133
Gás (boe/dia)	126	1.506	3.125	3.314	4.235	3.758	3.693	3.895
<b>Total (boe/dia)</b>	<b>1.069</b>	<b>3.505</b>	<b>5.986</b>	<b>6.203</b>	<b>7.514</b>	<b>6.833</b>	<b>6.738</b>	<b>7.028</b>
<b>3R OFFSHORE</b>	<b>1T22</b>	<b>2T22</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>JAN 23</b>	<b>FEV 23</b>	<b>MAR 23</b>	<b>1T23</b>
Óleo (bbl/dia)	-	-	167	1.753	14.839	12.265	3.422	10.175
Gás (boe/dia)	-	-	3.118	2.826	2.782	2.786	2.793	2.787
<b>Total 3R Offshore (boe/dia)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.285</b>	<b>4.579</b>	<b>17.621</b>	<b>15.051</b>	<b>6.215</b>	<b>12.962</b>
<b>Produção referente à 3R (boe/dia)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.780</b>	<b>3.368</b>	<b>10.298</b>	<b>8.915</b>	<b>4.231</b>	<b>7.814</b>

\* Não considera a produção de gás natural dos Polos Areia Branca, Fazenda Belém e Papa Terra, uma vez que todo volume produzido é consumido e/ou reinjetado nos reservatórios.

## Cluster Potiguar

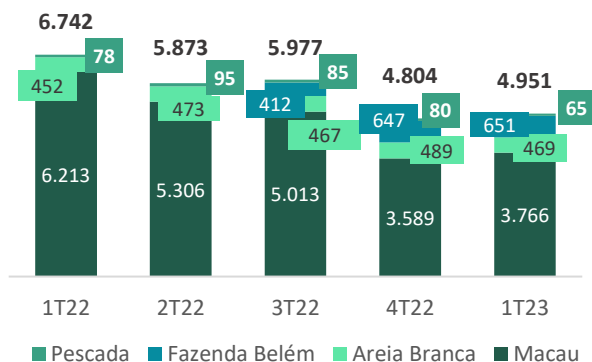
O Cluster Potiguar é formado pelos Polos Macau, Areia Branca, Fazenda Belém e 35% do Polo Pescada, esse último operado pela Petrobras. A Companhia aguarda a conclusão dos processos de transição operacional do Polo Potiguar e 65% do Polo Pescada para incorporar o resultado da produção de ambos os ativos.

No 1T23, o Cluster Potiguar registrou 5.848 boe/d, queda de 27,8% A/A e aumento de 0,8% T/T. A produção média de óleo atingiu 4.951 bbl/d, queda de 26,6% A/A e aumento de 3,1% T/T, e representou 84,7% da produção do Cluster no 1T23. A produção média diária de gás foi de 897 boe (143 mil m<sup>3</sup>), queda de 33,7% A/A e 10,3% T/T. A produção total no trimestre foi de 445,6 mil barris de óleo e 12.835 mil m<sup>3</sup> de gás, totalizando 526,4 mil barris de óleo equivalente.



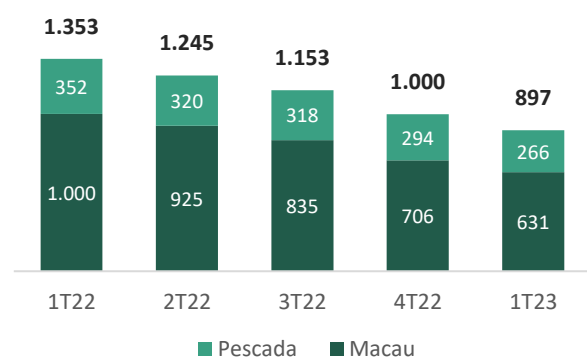
### Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



\* Não considera a produção de gás natural dos Polos Areia Branca e Fazenda Belém, uma vez que todo volume produzido é consumido e/ou reinjetado nos reservatórios.

O desempenho operacional do Cluster Potiguar, no primeiro trimestre, é resultado (i) da gradual recuperação do Polo Macau, +2,4% T/T, a partir da conclusão da substituição do duto de escoamento que direciona a produção de CN-B ao Ativo Industrial de Guamaré, em março de 2023, e do sequencial processo de reabertura de poços no ativo, (ii) de uma performance *flat* nos Polos Fazenda Belém e Areia Branca, em razão de intervenções nas instalações de produção dos ativos, e, parcialmente compensado (iii) por adaptações, em curso, nas plantas de separação óleo-água do Polo Macau, que geram volatilidade na dinâmica de produção do ativo, e (iv) pela redução na produção do Polo Pescada, esse operado pela Petrobras, -11,3% T/T, justificado por atividades restritas à operação e manutenção básica.

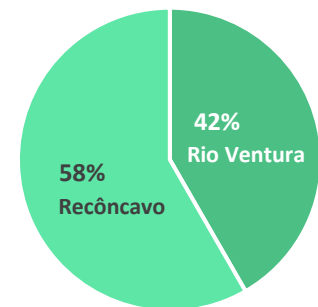
As atividades realizadas no Cluster Potiguar, ao longo do trimestre, foram suportadas por quatro sondas de *workover/pull in*. Adicionalmente, a Companhia dispõe de uma sonda de perfuração atuando no Cluster Potiguar, onde iniciou sua primeira campanha de perfuração de poços, no Polo Macau, região de Salina Cristal.

## Cluster Recôncavo

O Cluster Recôncavo é formado pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, operados pela Companhia. A estratégia na região está baseada na completa integração operacional dos dois ativos e captura de sinergias operacionais e financeiras, além de oportunidades comerciais a partir do aumento da escala na região.

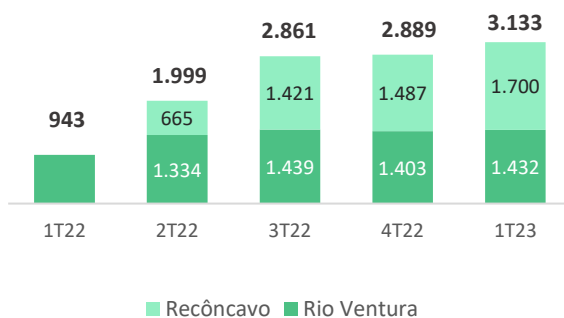
No 1T23, o Cluster Recôncavo registrou 7.028 boe/d, aumento de 6,6x (557,4%) A/A e 13,3% T/T. A produção média de óleo atingiu 3.133 bbl/d, +3,3x (232,1%) A/A e +8,4% T/T, e representou 44,6% da produção do Cluster no 1T23. A produção média diária de gás foi de 3.895 boe (619 mil m<sup>3</sup>), +31,0x (+2.998,9%) A/A e +17,6% T/T. A produção total no trimestre foi de 281,9 mil barris de óleo e 55.738 mil m<sup>3</sup> de gás, totalizando 632,5 mil barris de óleo equivalente.

Produção do Cluster  
(boe/d)



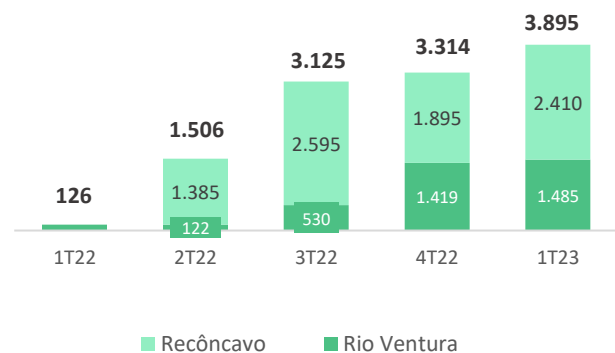
### Produção de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção de Gás

Participação 3R | boe/d



O desempenho operacional do Cluster Recôncavo, no primeiro trimestre, é explicado, principalmente: (i) por atividades de reativação poços, *workover* e *pull in* realizados nos ativos, parcialmente compensado por (ii) restrições temporárias na demanda de gás, e (iii) por manutenção na rede de abastecimento elétrico, afetando a produção em alguns campos. As atividades realizadas no Cluster Recôncavo, ao longo do trimestre, foram suportadas por cinco sondas de *workover/pull in*.

Adicionalmente, a Companhia celebrou contrato de escoamento e processamento de gás natural junto à Petrobras, no qual permite acesso à infraestrutura na Unidade de Tratamento de Gás Natural de Catu – UTG Catu. Esse contrato substitui a modalidade de *swap* de gás até então vigente, permitindo melhores condições comerciais na monetização da molécula de gás na Bahia.

Por fim, a Companhia destaca que do volume total de gás natural produzido no Polo Recôncavo, 2.410 boe/d (383 mil m<sup>3</sup>/d), no 1T23, aproximadamente 60% foi reinjetado nos reservatórios ou utilizado em métodos de elevação. Tal estratégia é utilizada como recuperação secundária, no intuito de manter o reservatório pressurizado.

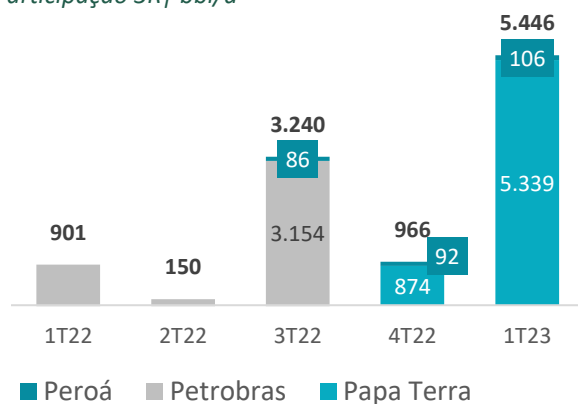
## Cluster Offshore

O Cluster Offshore é formado pelos Polos Peroá e Papa Terra<sup>3</sup>. Os ativos são detidos pela 3R Offshore, subsidiária na qual a Companhia possui participação de 85%, detentora de 100% dos direitos sobre o Polo Peroá e 62,5% sobre o Polo Papa Terra. Desta forma, a 3R possui participação líquida de 85% no Polo Peroá e 53,13% no Polo Papa Terra.

No primeiro trimestre de 2023, o Cluster Offshore registrou 7.814 boe/d. A produção média de óleo atingiu 5.446 bbl/d, aumento de 5,6x (+463,7% T/T), e representou 69,7% da produção do Cluster no 1T23. A produção média diária de gás foi de 2.369<sup>4</sup> boe (377mil m<sup>3</sup>). A produção total no trimestre foi de 490,1 mil barris de óleo e 33.897 mil m<sup>3</sup> de gás, totalizando 703,3 mil barris de óleo equivalente.

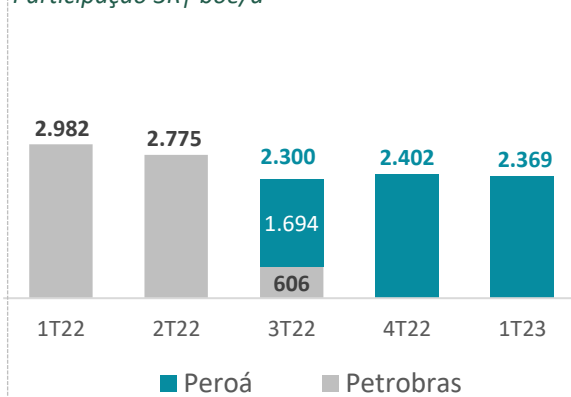
### Produção Total de Óleo

Participação 3R | bbl/d



### Produção Total de Gás<sup>4</sup>

Participação 3R | boe/d



O desempenho operacional do Cluster Offshore é explicado, principalmente: (i) pelo primeiro trimestre de operação do Polo Papa Terra sob gestão da Companhia, parcialmente compensado, (ii) por limitações na demanda de gás do Polo Peroá, nos termos do contrato com previsão de *take or pay*, e (iii) pela paralisação do Polo Papa Terra durante parte de fevereiro e março, em razão de limitação nos sistemas de geração e abastecimento de energia da unidade 3R-2 (TLWP). A intervenção foi concluída ainda na primeira quinzena de março com operação voltando ao patamar pré paralisação no final do mesmo mês.

No trimestre, a 3R Offshore realizou operações de *offloading* (transferência de óleo estocado para navios aliviadores) no Polo Papa Terra que somaram 601 mil barris de óleo, volume esse integralmente faturado pela subsidiária.

Cabe destacar ainda que a Companhia intensificou as atividades de fiscalização e integridade no Polo Papa Terra, ativo cuja operação pela 3R Offshore se deu início em 23 de dezembro de 2022. Ainda que as unidades 3R-2 (TLWP) e 3R-3 (FPSO) possuam ampla capacidade instalada, os equipamentos e sistemas operacionais passam por detalhada revisão, de forma a adequar sistemas de redundância e aumentar a segurança e confiabilidade operacional das instalações de produção.

Atualmente, abril de 2023, o Polo Papa Terra opera com 4 poços produtores e vazão média diária de aproximadamente 17 mil barris de óleo. Em paralelo, a 3R trabalha na ampliação da capacidade de tancagem do ativo, que se encontra com limitações técnico-operacionais e de certificação de tanques, que suportará o

<sup>3</sup> Operado pela Companhia desde 23 de dezembro de 2022.

<sup>4</sup> Desconsidera a produção de gás do Polo Papa Terra, totalmente consumida nas operações e/ou reinjetada no reservatório.

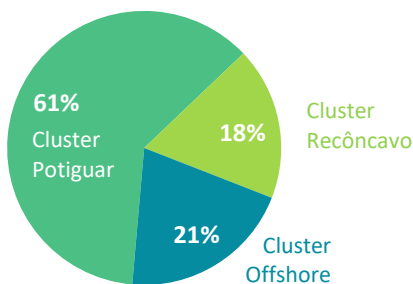
aumento gradual da escala de produção e eficiência operacional. Tão logo o processo seja concluído, a Companhia planeja a reabertura de mais um poço operacional no Polo Papa Terra.

## Portfólio Pro Forma

No primeiro trimestre de 2023, a participação da Companhia nos 9 ativos que compõem o seu portfólio registrou produção média de 38.955 boe/d, +1,0% A/A e -10,6% T/T. Vale ressaltar que a média calculada contempla os dias corridos do período de análise, bem como incorpora a produção dos ativos em fase de transição operacional: Polos Pescada e Potiguar (Cluster Potiguar).

O desempenho acima é explicada principalmente: (i) pela interrupção temporária na operação do Polo Papa Terra, conforme acima mencionado (ii) pelo declínio, -8,7% T/T, na produção dos ativos em fase de transição operacional, Polos Pescada e Potiguar, parcialmente compensada (iii) pelo incremento de produção no Cluster Recôncavo, após a conclusão das intervenções temporárias em infraestrutura, e (iv) pela recuperação gradativa da produção no Polo Macau, com a reabertura de poços após a conclusão do processo de substituição do duto de escoamento de CN-B.

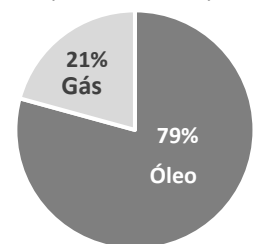
**Produção Pro Forma - 1T23**  
(WI 3R - boe/d)



No âmbito geográfico, o Cluster Potiguar, composto pelos Polos Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, Pescada e Potiguar representou 61,5% da produção no 1T23, enquanto o Cluster Recôncavo, composto pelos Polos Rio Ventura e Recôncavo, respondeu por 18,0%. A parcela complementar de 20,5% reflete a participação da 3R Offshore, representado pelos Polos Peroá e Papa Terra.

Em relação ao perfil, a produção de óleo representou 79,3% da produção do total do portfólio pro forma no 1T23, 30.875 bbl/d, enquanto a produção de gás registrou média diária de 8.079 boe/d (1.285 mil m<sup>3</sup>/d), 20,7% de participação no trimestre.

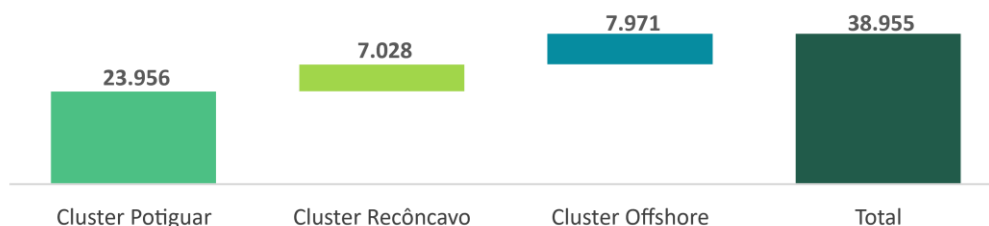
**Perfil do Portfólio Pro Forma - 1T23**  
(WI 3R - boe/d)



Em termos comparativos, os ativos cujos resultados já são contabilizados pela Companhia (Polos Macau, Areia Branca, Fazenda Belém, 35% de Pescada, Rio Ventura, Recôncavo, Peroá e Papa Terra) responderam por 53,5% do portfólio pro forma no trimestre, o que evidencia o grande salto de produção a ser incorporado aos resultados da Companhia, a partir da conclusão do processo de transição operacional dos Polos Pescada e Potiguar.

## Produção Pro Forma – 1T23

Participação 3R | boe/d



## Desempenho Financeiro

A Companhia apresenta a demonstração de resultado consolidada referente ao primeiro trimestre de 2023, que reflete o desempenho financeiro dos ativos operados, além do resultado de 35% do Polo Pescada, este último ainda sob operação da Petrobras.

Demonstração de Resultado	Cluster Potiguar	Cluster Recôncavo	Peroá 100%	Papa Terra 62,5%	Corporativo	1T23	1T22		4T22	
						3R	3R	Δ A/A	3R	Δ T/T
<i>Em milhares de reais</i>										
Receita Líquida	189.285	166.872	56.485	161.056	-	573.698	375.294	52,9%	445.130	28,9%
Custo do Produto Vendido	(91.646)	(117.215)	(26.948)	(129.804)	(3.900)	(369.513)	(148.995)	148,0%	(287.041)	28,7%
Royalties	(15.661)	(9.385)	(5.050)	(11.523)	-	(41.619)	(41.798)	-0,4%	31.314	-232,9%
<b>Lucro Bruto</b>	<b>97.639</b>	<b>49.657</b>	<b>29.536</b>	<b>31.252</b>	<b>(3.900)</b>	<b>204.185</b>	<b>226.299</b>	<b>-9,8%</b>	<b>158.089</b>	<b>29,2%</b>
Despesas G&A	(16.023)	(10.776)	(3.297)	822	(80.611)	(109.884)	(75.547)	45,5%	(86.107)	27,6%
Outras receitas e despesas operacionais	(7.491)	(2.849)	-	-	(11.284)	(21.624)	(12.665)	70,7%	(213.810)	-89,9%
<b>Lucro Operacional</b>	<b>74.126</b>	<b>36.032</b>	<b>26.240</b>	<b>32.074</b>	<b>(95.795)</b>	<b>72.677</b>	<b>138.087</b>	<b>-47,4%</b>	<b>(141.828)</b>	-
Resultado Financeiro Líquido	39.651	(6.452)	(7.413)	(9.030)	(34.935)	(18.179)	(433.526)	-95,8%	(105.572)	-82,8%
Receita Financeira	82.913	4.383	6.496	12.364	29.157	135.313	92.535	46,2%	(187.156)	-
Despesa Financeira	(43.262)	(10.835)	(13.909)	(21.394)	(64.092)	(153.492)	(526.061)	-70,8%	81.584	-
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>113.777</b>	<b>29.580</b>	<b>18.827</b>	<b>23.044</b>	<b>(130.730)</b>	<b>54.498</b>	<b>(295.439)</b>	-	<b>(247.400)</b>	-
Imposto de renda e contribuição social	(24.733)	(4.529)	(1.857)	(6.381)	(894)	(38.395)	(39.736)	-3,4%	208.429	-
<b>Lucro Líquido</b>	<b>89.043</b>	<b>25.051</b>	<b>16.970</b>	<b>16.663</b>	<b>(131.625)</b>	<b>16.103</b>	<b>(335.175)</b>	-	<b>(38.971)</b>	-
Imposto de renda e contribuição social	(24.733)	(4.529)	(1.857)	(6.381)	(894)	(38.395)	(39.736)	-3,4%	208.429	-
Resultado Financeiro Líquido	39.651	(6.452)	(7.413)	(9.030)	(34.935)	(18.179)	(433.526)	-95,8%	(105.572)	-82,8%
Depreciação e Amortização	(17.604)	(19.526)	(10.540)	(16.559)	(3.900)	(68.129)	(56.235)	21,2%	(87.750)	-22,4%
Depreciação e Amortização G&A	(6.662)	(4.535)	(1.336)	(251)	(2.013)	(14.797)	(4.204)	3,5x	(12.569)	17,7%
<b>EBITDA</b>	<b>98.391</b>	<b>60.094</b>	<b>38.116</b>	<b>48.883</b>	<b>(89.882)</b>	<b>155.603</b>	<b>198.526</b>	<b>-21,6%</b>	<b>(41.509)</b>	-
<b>Margem EBITDA</b>	<b>52,0%</b>	<b>36,0%</b>	<b>67,5%</b>	<b>30,4%</b>	-	<b>27,1%</b>	<b>52,9%</b>	<b>-25,8 p.p.</b>	-	-
Ajustes não recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	154.148	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>98.391</b>	<b>60.094</b>	<b>38.116</b>	<b>48.883</b>	<b>(89.882)</b>	<b>155.603</b>	<b>198.526</b>	<b>-21,6%</b>	<b>112.639</b>	<b>38,1%</b>
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>52,0%</b>	<b>36,0%</b>	<b>67,5%</b>	<b>30,4%</b>	-	<b>27,1%</b>	<b>52,9%</b>	<b>-25,8 p.p.</b>	<b>25,3%</b>	<b>1,8 p.p.</b>

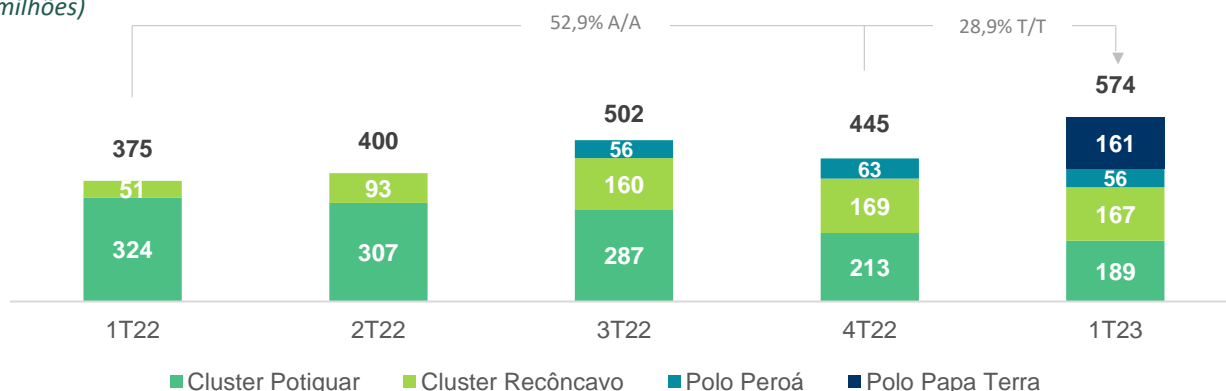
Faturamento	Cluster Potiguar	Cluster Recôncavo	Peroá 100%	Papa Terra 62,5%	1T23	1T22	Δ A/A	4T22	Δ T/T
Óleo (mil bbl)	436,0	279,2	11,3	601,1	1.327,6	693,4	91,5%	730,2	81,8%
Gás (milhões m³)	10,5	21,5	39,6	-	71,7	20,1	3,6x	87,7	-18,3%
Total (mil boe)	502,1	414,4	260,7	601,1	1.778,4	819,6	1,2x	1281,7	38,7%
Preço médio da venda de óleo (US\$/bbl)	75,9	71,8	59,2	51,2	63,7	93,8	-32,1%	77,8	-18,1%
Preço médio da venda de gás (US\$/MMbtu)	5,6	12,0	6,7	-	8,2	5,9	38,8%	8,1	1,1%

## Receita Líquida

A receita líquida somou R\$ 573,7 milhões no trimestre, crescimento de 52,9% A/A e 28,9% T/T. Esse resultado reflete: (i) o primeiro trimestre integral de operação do Polo Papa Terra, (ii) a renegociação de novos contratos de óleo e uma nova modalidade de contrato gás no Cluster Recôncavo, firmando melhores condições comerciais desde março, e parcialmente compensado (iii) pelo efeito do Brent médio mais baixo, -8,6% T/T, e (iv) por um câmbio médio (dólar americano) mais depreciado, -1,1% T/T.

### Receita Líquida por Cluster

(R\$ milhões)

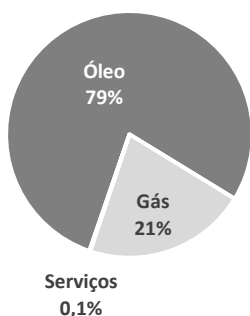


No 1T23, a Companhia realizou a venda de 1.327,6 mil barris de óleo (bbl) a um preço médio de US\$ 63,7/bbl, -32,1% A/A e -18,1% T/T, já considerando descontos e demais ajustes previstos nos contratos, e 2.770,2 milhões de BTU de gás natural a um preço médio de US\$ 8,2/Mmbtu, +38,8% A/A e +1,1% T/T. No total, a venda de óleo e gás natural no trimestre alcançou 1.778,4 mil barris de óleo equivalente.

Importante destacar que: (i) a Companhia assinou, em março de 2023, novos contratos de óleo e gás no Cluster Recôncavo, com melhor monetização da produção de óleo e gás, (ii) o preço médio de óleo realizado no Polo Peroá incorpora o desconto previsto no contrato de venda de gás do referido ativo, (iii) o preço médio de gás do Cluster Recôncavo inclui custos reembolsáveis de processamento e transporte realizados por terceiros, e (iv) o preço médio de óleo realizado no Polo Papa Terra no 1T23 segue premissas do contrato de aquisição do ativo (SPA), tomando como base o preço de referência divulgado pela ANP.

Em termos geográficos, o Cluster Potiguar respondeu por 33,0% ou R\$ 189,3 milhões da receita líquida do trimestre, enquanto o Cluster Recôncavo contribuiu com 29,1% ou R\$ 166,9 milhões. Os 37,9% complementares, R\$ 217,5 milhões, foram registrados no Cluster Offshore, sendo R\$ 161,1 milhões referente ao Polo Papa Terra e R\$ 56,5 milhões relacionado ao Polo Peroá.

### Receita Líquida 1T23



No 1T23, a receita líquida de óleo cresceu 29,6% A/A e 47,1% T/T, e representou 78,5% ou R\$ 450,1 milhões da receita líquida total. Em termos geográficos, o Cluster Potiguar contribuiu com 39,0% da receita líquida de óleo no trimestre, somando R\$ 175,5 milhões, enquanto o Cluster Recôncavo foi responsável por 24,5% ou R\$ 110,1 milhões. O Cluster Offshore complementou a receita líquida com R\$ 164,5 milhões, 36,6% do total aferido no 1T23, sendo 35,8% através do Polo Papa Terra.

A receita líquida de gás natural registrou alta de 4,4x (339,3%) A/A, -10,4% T/T, respondendo por 21,4% ou R\$ 123,0 milhões do montante total. Em termos geográficos, o Cluster Potiguar representou 11,2% da receita líquida de gás natural no 1T23, totalizando R\$ 13,8 milhões, enquanto o Cluster Recôncavo foi responsável por 45,7% ou R\$ 56,2 milhões. O Cluster Offshore contribuiu com R\$ 53,0 milhões ou 43,1% do total registrado no trimestre, exclusivamente através do Polo Peroá.



A receita líquida de serviços somou R\$ 0,6 milhões no trimestre. Esse resultado reflete o serviço de compressão de gás prestado à terceiros nas operações do Cluster Recôncavo.

## Custos e Despesas (Opex)

O custo dos produtos vendidos (CPV) somou R\$ 369,5 milhões no 1T23, +148,0% A/A e +28,7% T/T. O desempenho é justificado: (i) pela incorporação dos custos de operação e manutenção do Polo Papa Terra, que teve o primeiro trimestre integral de operação do ativo, (ii) por atividades de inspeção e integridade relacionada a infraestrutura de produção do portfólio, (iii) R\$ 3,9 milhões referente à amortização relacionada à mais valia apurada na combinação de negócios com a Duna Energia S.A. (renomeada 3R Areia Branca), e, parcialmente compensada (iv) pelo ajuste na depreciação e amortização dos ativos, com base na nova curva de produção estimada no relatório de certificação de reservas, data base de 31 de dezembro de 2022.

As despesas gerais e administrativas (G&A) somaram R\$ 109,9 milhões no 1T23, +45,5% A/A e +27,6% T/T. O resultado do trimestre é explicado: (i) pela ampliação da estrutura corporativa para suportar o início das novas operações, (ii) por despesas extraordinárias relacionadas a reestruturação organizacional da Companhia, e (iii) por maiores despesas relacionadas a tecnologia da informação.

As outras despesas operacionais somaram R\$ 21,6 milhões no 1T23, +70,7% A/A e -89,9% T/T, explicado principalmente por: (i) despesas relacionadas aos ativos em fase de transição operacional, R\$ 18,2 milhões, -63,1% T/T, e (ii) efeitos de base de comparação em relação ao trimestre anterior, quando houve provisão de *earn-out* previsto na aquisição do Grupo Ouro Preto, relacionado ao potencial pagamento pelo usufruto do prejuízo fiscal acumulado do referido grupo no montante de R\$ 58,7 milhões.

## Lucro Bruto e Operacional

Em consequência da dinâmica acima apresentada, a Companhia encerrou o 1T23 com lucro bruto de R\$ 204,2 milhões, -9,8% A/A e +29,2% T/T. O lucro operacional registrou R\$ 72,7 milhões, - 47,4% A/A e +R\$ 214,5 milhões comparado ao trimestre anterior.

## Resultado Financeiro

O resultado financeiro líquido da Companhia encerrou o trimestre negativo em R\$ 18,2 milhões. A performance do 1T23 está relacionada principalmente a: (i) encargos financeiros relacionados a instrumentos de dívidas contratadas, R\$ 42,6 milhões, (ii) atualização de compromissos referente a aquisições, *earn-out*, R\$ 34,6 milhões, e (iii) incremento de provisão de abandono, R\$ 18,0 milhões, parcialmente compensado (iv) pela marcação positiva dos instrumentos de *hedge* de *Brent*, R\$ 45,0 milhões, (v) pelo registro de variação cambial líquida positiva em R\$ 25,4 milhões, e (vi) por R\$ 19,4 milhões em receita de aplicações financeiras.

A estrutura de *Hedge* de *Brent* encerrou o trimestre com instrumentos derivativos contratados para 6.489 mil barris em um horizonte de 27 meses: (i) NDF, cobertura para 2.787 mil barris a um preço médio de US\$ 80,1 por barril, e (ii) *Collar*, estrutura de *zero cost collar*, para 3.703 mil barris, com piso médio de US\$ 56,4 e teto médio de US\$ 101,4 por barril.

<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio	Vencimento	<i>Hedge</i>	Quantidade (Mil Barris)	Preço Médio		Vencimento
<b>NDF</b>				<b>Collar</b>				
						<b>Put</b>	<b>Call</b>	
	371	\$ 78,6	2T23		119	\$ 65,0	\$ 104,4	2T23
	401	\$ 83,3	3T23		692	\$ 60,3	\$ 100,6	3T23
	385	\$ 84,8	4T23		647	\$ 60,0	\$ 100,5	4T23
	376	\$ 82,4	1T24		627	\$ 60,0	\$ 100,4	1T24
	355	\$ 79,6	2T24		433	\$ 54,9	\$ 101,4	2T24
	354	\$ 77,7	3T24		321	\$ 50,0	\$ 102,4	3T24
	358	\$ 76,3	4T24		302	\$ 50,0	\$ 102,4	4T24
	165	\$ 75,1	1T25		403	\$ 50,0	\$ 102,4	1T25
	22	\$ 74,5	2T25		159	\$ 50,0	\$ 102,4	2T25
<b>Total</b>	<b>2.787</b>	<b>\$ 80,1</b>	<b>-</b>	<b>Total</b>	<b>3.703</b>	<b>\$ 56,4</b>	<b>\$ 101,4</b>	<b>-</b>

Considerando a contratação dos financiamentos para conclusão da aquisição do Polo Potiguar (US\$ 1,0 bilhão), a Companhia manterá a estratégia de *hedge* de Brent, alinhado a *covenants* previstos nos referidos contratos. Os níveis de *hedge* de Brent tomarão como base as curvas de produção PDP (reservas provadas desenvolvidas em produção) projetadas nas certificações de reservas dos ativos das Bacias Potiguar e do Recôncavo, em patamares de 55% para os primeiros 12 meses e 40% para 24 meses (13º ao 24º mês), *rolling basis* durante a vigência dos financiamentos, válido a partir do *closing* do Polo Potiguar. A Companhia encerrou o 1Q23 com mais de 70% do volume de *hedge* necessário para o cumprimento inicial do *covenants* de derivativos previsto nos instrumentos de dívida firmados para aquisição do Polo Potiguar.

## Lucro Líquido

Em conclusão da dinâmica acima detalhada, a Companhia encerrou o trimestre com lucro líquido de R\$ 16,1 milhões, que se compara a prejuízos líquidos de R\$ 335,2 milhões e R\$ 39,0 milhões no 1T22 e 4T22, respectivamente.

## Lifting Cost

A Companhia registrou custo de extração, *lifting cost*, médio ponderado de US\$ 23,1/boe no 1T23, +130,6% A/A e +19,4% T/T, considerando suas operações nos Clusters Potiguar, Recôncavo e Offshore, incluindo os 35% do Polo Pescada operado pela Petrobras. A partir desse trimestre, os custos de licenciamento e gastos ambientais (SMS) passaram a ser incorporados na base de cálculo do *lifting cost* consolidado.

O desempenho do *lifting cost* no trimestre é explicado, principalmente: (i) pela estabilidade na produção registrada no Cluster Potiguar, (ii) pela intensificação de atividades de fiscalização e integridade nas instalações de produção dos ativos *onshore*, e (iii) pela interrupção temporária na produção do Polo Papa Terra entre o final de fevereiro e meados de março de 2023, em razão de limitação nos sistemas de geração e abastecimento de energia elétrica da plataforma 3R-2 (TLWP).

O Cluster Potiguar apresentou *lifting cost* médio de US\$ 21,3/boe no 1T23, explicado: (i) pela estabilidade na produção registrada no trimestre, (ii) aumento da injeção de gás no Polo Fazenda Belém, e (iii) por atividades de integridade em infraestruturas de produção que carregam custos transitórios para operação.

O Cluster Recôncavo registrou *lifting cost* médio de US\$ 22,8/boe no trimestre, resultado de: (i) atividades de integridade em infraestruturas de produção, e (ii) instalação de estruturas temporárias para processamento da produção, que impactam o indicador de forma temporária.

O Polo Peroá encerrou o trimestre com *lifting cost* médio de US\$ 7,2/boe, justificado por: (i) estabilização da produção, com menos intervenções operacionais, e (ii) maiores custos registrados no trimestre anterior em função de auditoria realizada pela Marinha. O *lifting cost* de Peroá tem potencial para se manter em patamar abaixo de US\$ 10, variando sempre com a demanda de gás e a necessidade de intervenções pontuais.

O Polo Papa Terra reportou US\$ 32,3/boe de *lifting cost* médio no 3T23, explicado: (i) pela interrupção temporária na produção do ativo entre o final de fevereiro e meados de março de 2023, em razão de limitação nos sistemas de geração e abastecimento de energia elétrica da plataforma 3R-2 (TLWP), e (ii) maiores custos relacionados a combustível e transporte (aéreo e marítimo) em função da paralisação citada no item (i). Com a produção estabilizada, o *lifting cost* de Papa Terra deve alcançar valores abaixo de US\$ 25, patamar esperado para uma produção média diária entre 16 e 17 mil barris de óleo por dia.

Vale reforçar que a dinâmica de aumento do *lifting cost integrado* da Companhia, observada nos últimos trimestres, é esperada durante o período de incorporação de novos ativos e deve se estender até a completa consolidação do portfólio. As novas operações, ao serem transferidas do antigo operador, iniciam com escala reduzida de produção e exigem atividades de manutenção, reparos, inspeções e melhorias em instalações (*facilities*), tendo, conseqüentemente, menor eficiência nos primeiros trimestres de operação. No início da operação de um ativo, após a conclusão da transição, destacam-se os esforços e custos associados às reativações dos sistemas de redundância dos sistemas principais, bem como recuperação de capacidade ociosa de alguns sistemas operacionais e de estocagem, que em diversas situações são transferidos fora de operação ou com limitações.

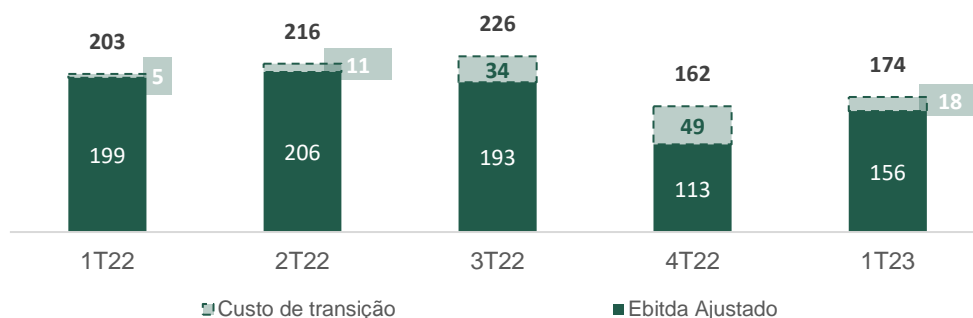
Neste sentido, o processo de diluição de custos fixos ocorrerá gradativamente, à medida que a 3R implementa as atividades de revitalização e redensolvimento dos campos. As intervenções em poços e ampliação da infraestrutura de produção ora em curso serão fundamentais para o incremento de produção e adequação dos custos operacionais por barril em cada um dos ativos.

## EBITDA Ajustado

O EBITDA ajustado totalizou R\$ 155,6 milhões no trimestre, -21,6% A/A e +38,1% T/T. Esse resultado é explicado, principalmente: (i) pela incorporação do Polo Papa Terra à gestão da Companhia, (ii) por menores despesas relacionadas aos ativos em fase de transição operacional, Polos Pescada e Potiguar, R\$ 18,2 milhões, parcialmente compensado por (iii) maiores despesas referente à ampliação da estrutura corporativa e efeitos da reestruturação organizacional, e (iv) efeitos de um Brent médio 8,6% mais baixo T/T.

Mais uma vez, a Companhia reforça o potencial de geração de EBITDA do seu portfólio, mesmo considerando: (i) maiores custos de operação nos ativos recém incorporados ao portfólio, (ii) paralisação temporária não programada por algumas semanas no Polo Papa Terra, afetando a produção e conseqüentemente a receita do ativo, e (iii) o descasamento temporário entre as despesas atreladas aos ativos em transição, registradas na demonstração de resultado, e a geração de caixa desses mesmos ativos, cujos recursos são reconhecidos em uma conta gerencial, fora da demonstração de resultado, e que serão utilizados para redução dos montantes previstos nas parcelas de *closing* e/ou pagamentos diferidos ou contingentes.

### Ebitda Ajustado (R\$ milhões)



Pelos efeitos acima detalhados, a **Companhia encerrou o trimestre com margem EBITDA ajustada de 27,1%**, -25,8 p.p. A/A e +1,8 p.p. T/T.

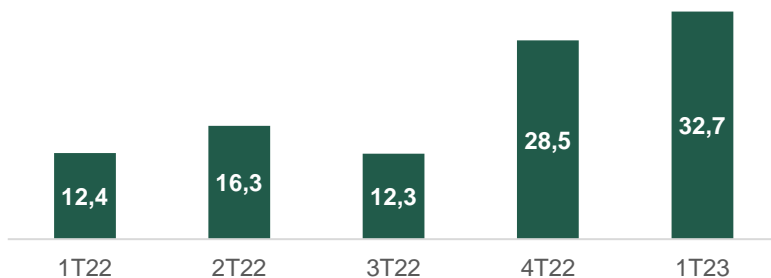
## Capex

A 3R registrou Capex de R\$ 169,8 milhões ou US\$ 32,7 milhões no primeiro trimestre de 2023, crescimento de 164,1% A/A e +14,6% T/T em dólar americano. A aplicação do investimento no 1T23 foi direcionada, principalmente para: (i) atividades de *workover/pull in* e reativação de poços, R\$ 51,5 milhões, (ii) revitalização e ampliação da infraestrutura de produção, R\$ 54,8 milhões, (iii) atividades relacionadas as campanhas de perfuração, R\$ 11,1 milhões, e (v) aquisição de materiais para estoque, R\$ 41,2 milhões.

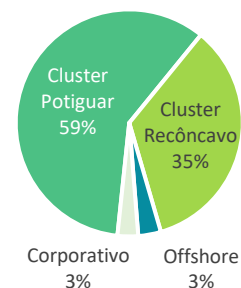
Em termos geográficos, o Cluster Potiguar consumiu 59,2% do Capex trimestral, seguido do Cluster Recôncavo, com 34,6% e do Cluster Offshore com 3,2%. O complemento de 2,9% refere-se à aplicação de Capex corporativo.

### Capex

(US\$ milhões)



### Capex 1T23



## Fluxo de Caixa

No trimestre, o caixa gerado pelas atividades operacionais somou R\$ 48,1 milhões, +11,9x (+1.089,7%) A/A e +R\$ 100,5 milhões T/T, explicado: (i) pelo melhor resultado ajustado do período, R\$ 103,3 milhões, +3,7x ou +265,8% T/T, e (ii) por R\$ 13,9 milhões em operações com instrumentos de *hedge* de Brent, parcialmente compensado por (iii) R\$ 8,4 milhões referente ao aumento do estoque de óleo, comparado a R\$ 113,2 milhões no 4T22, (iv) R\$ 32,0 milhões em adiantamentos à fornecedores, sendo R\$ 26,5 milhões relacionado a custos de transação dos compromissos de dívidas firmados para o Polo Potiguar, (v) R\$ 11,9 milhões em incremento de contas a receber, e (vi) R\$ 15,5 milhões em obrigações trabalhistas. Vale lembrar que o saldo de óleo e inventário de materiais sobressalente ao final do 4T22 refere-se, principalmente, à aquisição do estoque de óleo e inventário de materiais sobressalentes transferidos à 3R Offshore no *closing* do Polo Papa Terra.

As atividades de investimento consumiram R\$ 138,4 milhões do caixa no 1T23, -67,2% T/T, sendo: (i) R\$169,8 milhões em Capex, parcialmente compensado por R\$ 26,6 milhões em resultado de aplicações financeiras. As atividades de financiamento consumiram R\$ 47,4 milhões do caixa no trimestre, +2,9x ou 187,0% T/T, majoritariamente relacionado a amortização do principal e pagamento de juros de instrumentos financeiros contratados, que somaram R\$ 43,7 milhões.

Em consequência à dinâmica acima apresentada, o caixa e equivalente de caixa, desconsiderando aplicações financeiras, variou negativamente em R\$ 137,6 milhões no 1T23.

## Estrutura de Capital

**A Companhia encerrou primeiro trimestre de 2023 com R\$ 688,8 milhões ou US\$ 135,6 milhões em posição de caixa e equivalente de caixa, incluindo aplicações financeiras.** Adicionalmente, a Companhia possui: (i) dois compromissos firmados e não desembolsados, para financiamento da aquisição do Polo Potiguar, que somam US\$ 1 bilhão, e (ii) em curso, oferta de aumento de capital, dentro do limite do capital autorizado, deliberado pelo Conselho de Administração, no montante mínimo de R\$ 600 milhões e máximo de R\$ 900 milhões.

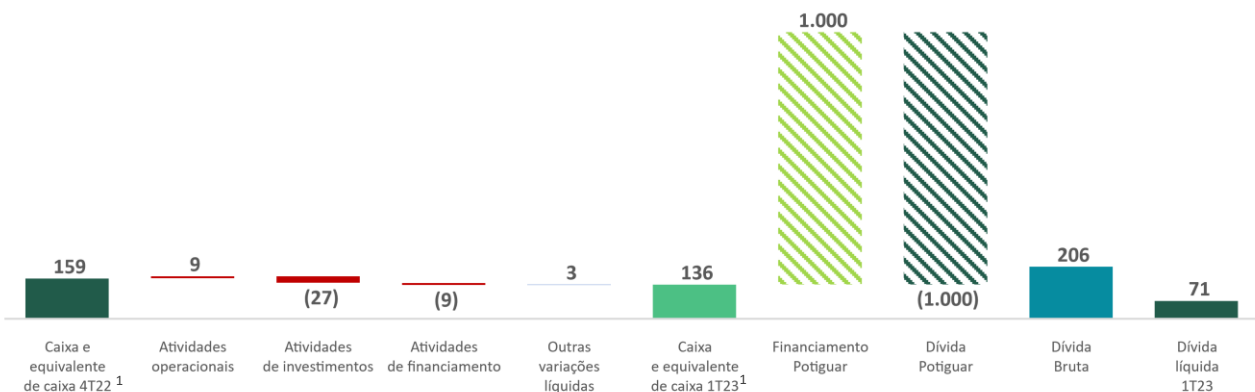
A Companhia destaca que (a) os recursos contratados no item (i), acima mencionado, suprem a necessidade de capital para a conclusão das aquisições de todos os ativos em fase de transição operacional, especialmente o Polo Potiguar, e (b) os recursos a serem potencialmente levantados na oferta do item (ii) serão utilizados no reforço do caixa, na otimização da estrutura de capital com consequente redução da alavancagem, e na implementação do plano de investimento (Capex) estimado no plano de negócios da Companhia para 2023.

**A dívida bruta encerrou o primeiro trimestre de 2023 em R\$ 1.047,4 milhões ou US\$ 206,2 milhões, +24,0x A/A e +2,3% T/T em dólar americano, explicado pela atualização dos encargos financeiros nos instrumentos contratados.**

**A Companhia encerrou o trimestre com dívida líquida na ordem de R\$ 358,6 milhões ou US\$ 70,6 milhões, +67,6% T/T em dólar americano.** Essa performance é resultado do consumo de caixa em atividades de investimento e financiamento, parcialmente compensado pela geração de caixa das atividades operacionais, conforme acima detalhado. No 3T22, a alavancagem da Companhia, dívida líquida sobre EBITDA ajustado, registrou 2,3x.

### Posição de Financeira

(US\$ milhões)



(1) As posições de caixa e equivalente de caixa indicadas no gráfico incluem o montante registrado em aplicações financeiras

Por fim, a Companhia destaca que adicionalmente às posições de dívida bruta e caixa e equivalente de caixa registradas em sua demonstração financeira, não estão considerados nas demonstrações financeiras: (i) os compromissos relacionados à aquisição de ativos que estão em fase de transição operacional, com contratos assinados junto à Petrobras, incluindo parcelas contingentes e diferidas, bem como os ajustes previstos em contrato, e (ii) direito sobre a geração de caixa referente ao *upstream* do Polo Potiguar, desde 1º de julho de 2022.

A geração de caixa aferida durante o período de transição do Polo Potiguar será descontada das parcelas de *closing*. Tal geração de caixa contempla, entre outros ajustes, os resultados operacionais de venda de óleo, incluindo royalties e despesas com superficiários, bem como investimentos (CAPEX) e impostos sobre renda equivalentes a 34%. Em relação aos compromissos contingentes, estes estão vinculados a valor médio de Brent, performance operacional, declaração de comercialidade e/ou incremento de reservas de determinados ativos. A correção anual prevista para as parcelas firmes, diferidas e contingentes ainda não pagas à Petrobras variam por ativo conforme descrito a seguir: (i) Polo Potiguar – Libor +3,5%; (ii) Pescada – Libor; (iii) Fazenda Belém – Libor +6%; (iv) Papa Terra – Libor + 2,5%; e (v) Peroá – Libor 4%.

O detalhamento dos compromissos relacionados à aquisição de ativos pode ser verificado na tabela abaixo, sendo que os montantes apresentados não consideram ajustes de preço previstos nos contratos, nem mesmo a geração de caixa da fase de transição pertencente à Companhia.

Ativos	2T23	3T23	4T23	2024+
<b>Em milhões de dólares</b>				
Rio Ventura				16,0
Areia Branca		16,0		7,0
Fazenda Belém		10,0		
Pescada e Arabaiana	1,2			
Peroá (85%)		19,1		17,0
Papa Terra (53%)	24,7 <sup>1</sup>			51,8
Potiguar	1.040,0			235,0 <sup>2</sup>
<b>Total em pagamentos</b>	<b>1.065,9</b>	<b>45,1</b>	<b>-</b>	<b>326,8</b>
Firmes	1.041,2			
Contingentes	24,7 <sup>1</sup>	35,1		75,8
Diferidos		10,0		251 <sup>2</sup>

<sup>1</sup> US\$ 8,1 milhões a ser descontado referente ao saldo da geração de caixa do período de transição operacional do ativo (WI 3R)

<sup>2</sup> US\$ 235 milhões divididos em 4 parcelas anuais, entre 2024 e 2027

## Anexo I – Balanço Patrimonial

<b>Balanço Patrimonial</b>					
Em milhares de reais	1T23	1T22	Δ A/A	4T22	Δ T/T
<b>Ativo</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	664.644	269.538	2,5x	800.442	-17,0%
Aplicações financeiras	24.112	1.332.568	-98,2%	31.353	-23,1%
Contas a receber de terceiros	235.103	225.921	4,1%	223.252	5,3%
Estoque	203.449	22.986	8,9x	187.472	1,1x
Adiantamentos	224.980	-	-	193.011	1,2x
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	30.781	50.833	-39,4%	41.021	-25,0%
Derivativos	46.610	-	-	15.934	2,9x
Despesas antecipadas	82.253	14.982	5,5x	77.378	6,3%
Outros ativos	5.404	10.186	-46,9%	837	6,5x
<b>Total do ativo circulante</b>	<b>1.517.336</b>	<b>1.927.014</b>	<b>-21,3%</b>	<b>1.570.700</b>	<b>-3,4%</b>
Caixa restrito	10.112	10.157	-0,4%	14.985	-32,5%
Depósitos judiciais	5.155	2.979	73,0%	4.591	12,3%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recuperar	2.535	2.289	10,7%	2.442	3,8%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	483.708	78.034	6,2x	500.225	-3,3%
Derivativos	16.546	-	-	7.613	117,3%
Outros ativos	-	2.362	-	2.568	-
Adiantamentos para cessão de blocos	593.549	750.833	0,8x	593.549	-
Imobilizado	2.334.420	977.643	2,4x	2.228.071	4,8%
Intangível	2.969.238	1.451.818	2,0x	2.997.516	-0,9%
Direito de uso	49.639	25.253	96,6%	48.875	1,6%
<b>Total do ativo não circulante</b>	<b>6.464.902</b>	<b>3.301.368</b>	<b>2,0x</b>	<b>6.400.435</b>	<b>1,0%</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>7.982.238</b>	<b>5.228.382</b>	<b>52,7%</b>	<b>7.971.135</b>	<b>0,1%</b>
<b>Passivo</b>					
Fornecedores	262.761	60.296	4,4x	246.668	6,5%
Empréstimos e financiamentos	109.115	-	-	108.223	0,8%
Arrendamentos	14.259	6.752	111,2%	12.748	11,9%
Obrigações trabalhistas	40.433	26.637	1,5x	55.946	-27,7%
Valores a pagar por aquisições	544.602	1.083	502,9x	299.089	82,1%
Imposto de renda, contribuição social e outros impostos a recolher	53.256	76.102	-30,0%	57.301	-7,1%
Provisão para pagamento de Royalties	13.801	20.666	-33,2%	15.066	-8,4%
Debêntures	167.760	549	305,6x	39.234	4,3x
Derivativos	13.011	286.884	-95,5%	32.734	-60,3%
Outras obrigações	26.366	256.306	-89,7%	24.476	7,7%
<b>Total do passivo circulante</b>	<b>1.245.364</b>	<b>735.275</b>	<b>69,4%</b>	<b>891.485</b>	<b>39,7%</b>
Arrendamentos	37.852	18.818	101,1%	37.818	0,1%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	78.692	85.784	-8,3%	79.430	-0,9%
Provisão para contingências	3.487	5.454	-36,1%	4.013	-13,1%
Valores a pagar por aquisições	300.033	111.442	-	533.816	-43,8%
Provisão para abandono	1.127.797	397.903	2,8x	1.112.985	1,3%
Debêntures	770.500	40.119	19,2x	904.085	-14,8%
Outras obrigações	63.574	8.117	7,8x	66.228	1,0x
<b>Total do passivo não circulante</b>	<b>2.381.935</b>	<b>667.637</b>	<b>3,6x</b>	<b>2.738.375</b>	<b>-13,0%</b>
Capital social	4.154.406	4.146.616	0,2%	4.154.406	-
Reserva de capital	35.841	125.093	-71,3%	37.136	-3,5%
Ajuste de avaliação patrimonial	105.239	90.935	15,7%	106.383	-1,1%
Prejuízo acumulado	(2.795)	(561.671)	-99,5%	(15.486)	-
<b>Total patrimônio líquido atribuível aos proprietários da empresa</b>	<b>4.292.691</b>	<b>3.800.973</b>	<b>12,9%</b>	<b>4.282.439</b>	<b>0,2%</b>
Participação de acionistas não controladores	62.248	24.497	154,1%	58.836	5,8%
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>4.354.939</b>	<b>3.825.470</b>	<b>13,8%</b>	<b>4.341.275</b>	<b>0,3%</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>7.982.238</b>	<b>5.228.382</b>	<b>52,7%</b>	<b>7.971.135</b>	<b>0,1%</b>

## Anexo II – Demonstração de Resultados

<b>Demonstração de Resultado</b>					
Em milhares de reais	<b>1T23</b>	<b>1T22</b>	<b>Δ A/A</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ T/T</b>
Receita líquida	573.698	375.294	52,9%	445.130	28,9%
Custo dos produtos vendidos	(369.513)	(148.995)	148,0%	(287.041)	28,7%
<b>Lucro bruto</b>	<b>204.185</b>	<b>226.299</b>	<b>-9,8%</b>	<b>158.089</b>	<b>29,2%</b>
Despesas gerais e administrativas	(109.884)	(75.547)	45,5%	(86.107)	27,6%
Outras despesas / receitas operacionais	(21.624)	(12.665)	70,7%	(90.492)	-76,1%
(Perda) / reversão no valor recuperável de ativos	-	-	-	(123.318)	-
<b>Outras despesas operacionais</b>	<b>(131.508)</b>	<b>(88.212)</b>	<b>49,1%</b>	<b>(299.917)</b>	<b>-56,2%</b>
<b>Resultado antes das receitas (despesas) financeiras líquidas e impostos</b>	<b>72.677</b>	<b>138.087</b>	<b>-47,4%</b>	<b>(141.828)</b>	<b>-</b>
Receitas financeiras	135.313	92.535	46,2%	(187.156)	-
Despesas financeiras	(153.492)	(526.061)	-70,8%	81.584	-
<b>Resultado financeiro líquido (despesas)</b>	<b>(18.179)</b>	<b>(433.526)</b>	<b>-95,8%</b>	<b>(105.572)</b>	<b>-82,8%</b>
<b>Lucro/(Prejuízo) contábil antes do imposto de renda e contribuição social</b>	<b>54.498</b>	<b>(295.439)</b>	<b>-</b>	<b>(247.400)</b>	<b>-</b>
Imposto de renda e contribuição social corrente	(22.615)	(24.715)	-8,5%	(19.561)	15,6%
Imposto de renda e contribuição social diferido	(15.780)	(15.021)	5,1%	227.990	-
<b>Lucro/(Prejuízo) líquido do período</b>	<b>16.103</b>	<b>(335.175)</b>	<b>-</b>	<b>(38.971)</b>	<b>-</b>
Lucro/(Prejuízo) líquido atribuído a:					
Proprietários da Companhia	12.691	(292.117)	-	(43.001)	-
Acionistas não controladores	3.412	(43.058)	-	4.030	-15,3%
<b>Lucro/(Prejuízo) líquido do período</b>	<b>16.103</b>	<b>(335.175)</b>	<b>-</b>	<b>(38.971)</b>	<b>-</b>



## Anexo III – Fluxo de Caixa

<b>Demonstração de Fluxo de Caixa</b>					
Em milhares de reais	<b>1T23</b>	<b>1T22</b>	<b>Δ A/A</b>	<b>4T22</b>	<b>Δ T/T</b>
<b>Resultado do período</b>	<b>16.103</b>	<b>(335.175)</b>	-	<b>(38.971)</b>	-
Ajustes por:					
Resultado de aplicações financeiras	(19.364)	227.502	-	(19.910)	-2,7%
Juros sobre depósitos judiciais	(4)	(25)	-84,0%	(5)	-20,0%
Juros sobre arrendamentos	1.455	158	9,2x	1.181	23,2%
Juros sobre empréstimos e valores a pagar por aquisições	19.474	4.504	4,3x	(12.682)	-
Juros sobre Debêntures	37.365	-	-	35.680	4,7%
Ajuste a valor presente	17.916	1.731	10,4x	(10.910)	-
Derivativos não realizados	(73.269)	252.686	-	81.460	-
Variação cambial não realizada	(27.381)	(66.228)	-58,7%	2.463	-
Provisões para Contingências constituídas / (revertidas)	(525)	1.906	-	(799)	-34,3%
Constituição/reversão impairment	-	-	-	123.318	-
Baixa de imobilizado	-	333	-	94	-
Atualização monetária - Debêntures	(366)	(7.460)	-95,1%	(464)	-21,1%
Atualização da provisão para abandono	18.049	4.932	3,7x	(4.978)	-
Depreciação do imobilizado	39.433	16.212	143,2%	52.017	-24,2%
Amortização do intangível	40.468	43.885	-7,8%	45.954	-11,9%
Depreciação de direito de uso	3.025	342	8,8x	2.347	28,9%
Despesas antecipadas apropriadas no período	14.803	-	-	-	-
Custos apropriados – debêntures	1.606	-	-	2.142	-25,0%
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15.780	15.021	5,1%	(227.990)	-
Transação com pagamento baseado em ação	(1.295)	10.117	-	(1.716)	-24,5%
	<b>103.273</b>	<b>170.441</b>	<b>-39,4%</b>	<b>28.231</b>	<b>2,7x</b>
<b>Variação em ativos e passivos</b>					
Contas a receber de terceiros	(11.851)	(111.362)	-89,4%	30.369	-
Imposto de renda e contribuição social	10.362	42.443	-75,6%	27.804	0,4x
Estoques	(8.378)	(6.364)	1,3x	(113.217)	-92,6%
Outros ativos	(1.999)	(2.210)	-9,5%	18.290	-
Adiantamentos	(31.969)	-	-	(101.163)	-68,4%
Fornecedores	16.093	6.687	2,4x	72.631	-77,8%
Valores a pagar ao operador	-	(346)	-	(358)	-
Depósitos judiciais	(560)	-	-	(1.337)	-58,1%
Despesas antecipadas	(19.678)	(3.635)	5,4x	(21.981)	-10,5%
Obrigações trabalhistas	(15.513)	10.209	-	2.414	-
Royalties	(1.265)	11.434	-	624	-
Gastos com abandono no período	(766)	(2.089)	-63,3%	(200)	3,8x
Derivativos	13.937	(81.772)	-	(64.408)	-
Outras obrigações	687	(14.520)	-	83.051	-99,2%
<b>Caixa gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>52.373</b>	<b>18.916</b>	<b>2,8x</b>	<b>(39.249)</b>	-
Impostos pagos sobre o lucro	(4.260)	(14.872)	-71,4%	(13.169)	-67,7%
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>48.113</b>	<b>4.044</b>	<b>11,9x</b>	<b>(52.418)</b>	-
Aplicações financeiras	26.605	829.304	-96,8%	19.696	35,1%
Adiantamentos para cessão de blocos	-	(591.949)	-	-	-
Aquisição de imobilizado	(157.644)	(72.700)	116,8%	(206.228)	-23,6%
Aquisição de intangível	(12.193)	(591)	20,6x	(5.085)	139,8%
Caixa restrito	4.873	(1.866)	-	(1.240)	-
Aquisição de ativo de óleo e gás	-	-	-	(228.510)	-
<b>Caixa líquido proveniente (usado) nas atividades de investimento</b>	<b>(138.359)</b>	<b>162.198</b>	-	<b>(421.366)</b>	<b>-67,2%</b>
Custo de transação	-	-	-	(266)	-
Juros pagos debêntures	(38.171)	(984)	38,8x	(24.087)	1,6x
Pagamento de passivo de arrendamento	(3.699)	(376)	9,8x	(2.888)	28,1%
Aumento de capital	-	-	-	13.790	-
Amortização principal - Debêntures	(5.493)	-	-	(3.052)	80,0%
<b>Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento</b>	<b>(47.363)</b>	<b>(1.360)</b>	<b>34,8x</b>	<b>(16.503)</b>	<b>187,0%</b>
<b>Aumento / (redução) do caixa e equivalentes de caixa do período</b>	<b>(137.609)</b>	<b>164.882</b>	-	<b>(490.287)</b>	<b>0,3x</b>
Caixa e equivalente de caixa no início do período	800.442	118.725	6,7x	1.295.068	-38,2%
Efeito de variação cambial no caixa e equivalentes de caixa	1.811	(14.069)	-	(4.339)	-
Caixa e equivalente de caixa no final do período	664.644	269.538	2,5x	800.442	-17,0%
<b>Variação do caixa e equivalentes de caixa no período</b>	<b>(137.609)</b>	<b>164.882</b>	-	<b>(490.287)</b>	<b>-71,9%</b>

## Anexo IV – Demonstração de Resultado por Cluster

Demonstração de Resultado	Cluster Potiguar	Cluster Recôncavo	Peraó 100%	Papa Terra 62,5%	Corporativo	1T23			1T22			4T22				
						3R	3R	Δ A/A	Cluster Potiguar	Cluster Recôncavo	Peraó 100%	Papa Terra 62,5%	Corporativo	3R	Δ T/T	
<i>Em milhares de reais</i>																
Receita Líquida	189.285	166.872	56.485	161.056	-	573.698	375.294	52,9%	213.495	169.066	62.569	-	-	445.130	28,9%	
Custo do Produto Vendido	(91.646)	(117.215)	(26.948)	(129.804)	(3.900)	(369.513)	(148.995)	148,0%	(114.531)	(119.636)	(40.655)	-	(12.219)	(287.041)	28,7%	
Royalties	(15.661)	(9.385)	(5.050)	(11.523)	-	(41.619)	(41.798)	-0,4%	15.668	9.945	5.701	-	-	31.314	-232,9%	
<b>Lucro Bruto</b>	<b>97.639</b>	<b>49.657</b>	<b>29.536</b>	<b>31.252</b>	<b>(3.900)</b>	<b>204.185</b>	<b>226.299</b>	<b>-9,8%</b>	<b>98.964</b>	<b>49.430</b>	<b>21.914</b>	<b>-</b>	<b>(12.219)</b>	<b>158.089</b>	<b>29,2%</b>	
Despesas G&A	(16.023)	(10.776)	(3.297)	822	(80.611)	(109.884)	(75.547)	45,5%	(12.117)	(9.198)	(4.529)	(3.416)	(56.847)	(86.107)	27,6%	
Outras receitas e despesas operacionais	(7.491)	(2.849)	-	-	(11.284)	(21.624)	(12.665)	70,7%	22.188	(8.139)	(591)	(36.921)	(190.347)	(213.810)	-89,9%	
<b>Lucro Operacional</b>	<b>74.126</b>	<b>36.032</b>	<b>26.240</b>	<b>32.074</b>	<b>(95.795)</b>	<b>72.677</b>	<b>138.087</b>	<b>-47,4%</b>	<b>109.035</b>	<b>32.093</b>	<b>16.794</b>	<b>(40.337)</b>	<b>(259.413)</b>	<b>(141.828)</b>	<b>-</b>	
Resultado Financeiro Líquido	39.651	(6.452)	(7.413)	(9.030)	(34.935)	(18.179)	(433.526)	-95,8%	(67.542)	(952)	(133.883)	(8.240)	105.045	(105.572)	-82,8%	
Receita Financeira	82.913	4.383	6.496	12.364	29.157	135.313	92.535	46,2%	(116.062)	2.837	18.528	-	(92.459)	(187.156)	-	
Despesa Financeira	(43.262)	(10.835)	(13.909)	(21.394)	(64.092)	(153.492)	(526.061)	-70,8%	48.520	(3.789)	(152.411)	(8.240)	197.504	81.584	-	
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>113.777</b>	<b>29.580</b>	<b>18.827</b>	<b>23.044</b>	<b>(130.730)</b>	<b>54.498</b>	<b>(295.439)</b>	<b>-</b>	<b>41.493</b>	<b>31.141</b>	<b>(117.089)</b>	<b>(48.577)</b>	<b>(154.368)</b>	<b>(247.400)</b>	<b>-</b>	
Imposto de renda e contribuição social	(24.733)	(4.529)	(1.857)	(6.381)	(894)	(38.395)	(39.736)	-3,4%	3.608	(8.919)	-	-	213.740	208.429	-	
<b>Lucro Líquido</b>	<b>89.043</b>	<b>25.051</b>	<b>16.970</b>	<b>16.663</b>	<b>(131.625)</b>	<b>16.103</b>	<b>(335.175)</b>	<b>-</b>	<b>45.101</b>	<b>22.222</b>	<b>(117.089)</b>	<b>(48.577)</b>	<b>59.372</b>	<b>(38.971)</b>	<b>-</b>	
Imposto de renda e contribuição social	(24.733)	(4.529)	(1.857)	(6.381)	(894)	(38.395)	(39.736)	-3,4%	3.608	(8.919)	-	-	213.740	208.429	-	
Resultado Financeiro Líquido	39.651	(6.452)	(7.413)	(9.030)	(34.935)	(18.179)	(433.526)	-95,8%	(67.542)	(952)	(133.883)	(8.240)	105.045	(105.572)	-82,8%	
Depreciação e Amortização	(17.604)	(19.526)	(10.540)	(16.559)	(3.900)	(68.129)	(56.235)	21,2%	(33.437)	(23.667)	(18.427)	-	(12.219)	(87.750)	-22,4%	
Depreciação e Amortização G&A	(6.662)	(4.535)	(1.336)	(251)	(2.013)	(14.797)	(4.204)	3,5x	(5.158)	(4.341)	(1.191)	(2)	(1.877)	(12.569)	17,7%	
<b>EBITDA</b>	<b>98.391</b>	<b>60.094</b>	<b>38.116</b>	<b>48.883</b>	<b>(89.882)</b>	<b>155.603</b>	<b>198.526</b>	<b>-21,6%</b>	<b>147.630</b>	<b>60.101</b>	<b>36.412</b>	<b>(40.335)</b>	<b>(245.317)</b>	<b>(41.509)</b>	<b>-</b>	
<b>Margem EBITDA</b>	<b>52,0%</b>	<b>36,0%</b>	<b>67,5%</b>	<b>30,4%</b>	<b>-</b>	<b>27,1%</b>	<b>52,9%</b>	<b>-25,8 p.p.</b>	<b>69,1%</b>	<b>35,5%</b>	<b>58,2%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
Ajustes não recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	(27.859)	41	-	-	181.966	154.148	-	
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>98.391</b>	<b>60.094</b>	<b>38.116</b>	<b>48.883</b>	<b>(89.882)</b>	<b>155.603</b>	<b>198.526</b>	<b>-21,6%</b>	<b>119.771</b>	<b>60.142</b>	<b>36.412</b>	<b>(40.335)</b>	<b>(63.351)</b>	<b>112.639</b>	<b>38,1%</b>	
<b>Margem EBITDA Ajustado</b>	<b>52,0%</b>	<b>36,0%</b>	<b>67,5%</b>	<b>30,4%</b>	<b>-</b>	<b>27,1%</b>	<b>52,9%</b>	<b>-25,8 p.p.</b>	<b>56,1%</b>	<b>35,6%</b>	<b>58,2%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25,3%</b>	<b>1,8 p.p.</b>	

## Anexo V – Tabela Produção por Polo

Dados de Produção	1T22	2T22	3T22	4T22	JAN 23	FEV 23	MAR 23	1T23
Óleo (bbl/dia)	7.830	8.048	9.163	9.596	22.707	20.286	12.150	18.381
Gás (boe/dia)	2.133	3.345	7.987	7.685	8.356	7.920	7.946	8.074
Gás (m³/dia)	339.051	531.815	1.269.819	1.221.833	1.328.455	1.259.178	1.263.270	1.283.634
Total (boe/dia)	9.962	11.393	17.150	17.281	31.063	28.206	20.095	26.455
Produção referente à 3R (boe/dia)	9.164	10.623	14.896	15.375	23.102	21.502	17.468	20.691
<b>CLUSTER POTIGUAR</b>	<b>1T22</b>	<b>2T22</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>JAN 23</b>	<b>FEV 23</b>	<b>MAR 23</b>	<b>1T23</b>
Óleo (bbl/dia)	6.886	6.049	6.136	4.953	4.588	4.948	5.683	5.073
Gás (boe/dia)	2.007	1.839	1.744	1.546	1.339	1.375	1.460	1.391
Total (boe/dia)	8.893	7.888	7.879	6.499	5.927	6.323	7.143	6.464
Produção referente à 3R (boe/dia)	8.095	7.118	7.130	5.804	5.291	5.755	6.500	5.848
<b>POLO MACAU</b>								
Óleo (bbl/dia)	6.213	5.306	5.013	3.589	3.268	3.678	4.352	3.766
Gás (boe/dia)	1.000	925	835	706	571	670	651	631
Produção Média Diária Total (boe/dia)	7.213	6.231	5.848	4.295	3.839	4.348	5.003	4.397
Total (boe/dia)	7.213	6.231	5.848	4.295	3.839	4.348	5.003	4.397
<b>POLO PESCADA E ARABAIANA</b>								
Óleo (bbl/dia)	222	270	244	229	212	169	180	187
Gás (boe/dia)	1.007	913	909	840	768	706	809	761
Total (boe/dia)	1.228	1.184	1.152	1.069	979	874	989	948
Produção referente à 3R (boe/dia)	430	414	403	374	343	306	346	332
<b>POLO AREIA BRANCA</b>								
Óleo (bbl/dia)	452	473	467	489	477	471	458	469
<b>POLO FAZENDA BELÉM</b>								
Óleo (bbl/dia)	-	-	412	647	631	630	692	651
<b>CLUSTER RECÔNCAVO</b>	<b>1T22</b>	<b>2T22</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>JAN 23</b>	<b>FEV 23</b>	<b>MAR 23</b>	<b>1T23</b>
Óleo (bbl/dia)	943	1.999	2.861	2.889	3.279	3.074	3.045	3.133
Gás (boe/dia)	126	1.506	3.125	3.314	4.235	3.758	3.693	3.895
Total (boe/dia)	1.069	3.505	5.986	6.203	7.514	6.833	6.738	7.028
<b>POLO RIO VENTURA</b>								
Óleo (bbl/dia)	943	1.334	1.439	1.403	1.433	1.455	1.409	1.432
Gás (boe/dia)	126	122	530	1.419	1.638	1.508	1.309	1.485
Total (boe/dia)	1.069	1.455	1.970	2.821	3.071	2.963	2.719	2.918
<b>POLO RECÔNCAVO</b>								
Óleo (bbl/dia)	-	665	1.421	1.487	1.846	1.620	1.636	1.700
Gás (boe/dia)	-	1.385	2.595	1.895	2.597	2.250	2.383	2.410
Total (boe/dia)	-	2.050	4.016	3.381	4.443	3.870	4.019	4.110
<b>3R OFFSHORE</b>	<b>1T22</b>	<b>2T22</b>	<b>3T22</b>	<b>4T22</b>	<b>JAN 23</b>	<b>FEV 23</b>	<b>MAR 23</b>	<b>1T23</b>
Óleo (bbl/dia)	-	-	167	1.753	14.839	12.265	3.422	10.175
Gás (boe/dia)	-	-	3.118	2.826	2.782	2.786	2.793	2.787
Total 3R Offshore (boe/dia)	-	-	3.285	4.579	17.621	15.051	6.215	12.962
Produção referente à 3R (boe/dia)	-	-	1.780	3.368	10.298	8.915	4.231	7.814
<b>POLO PEROÁ</b>								
Óleo (bbl/dia)	-	-	167	109	155	98	122	125
Gás (boe/dia)	-	-	3.118	2.826	2.782	2.786	2.793	2.787
Total (boe/dia)	-	-	3.285	2.935	2.937	2.884	2.914	2.912
Produção referente à 3R (boe/dia)	-	-	1.780	2.494	2.497	2.452	2.477	2.475
<b>POLO PAPA TERRA</b>								
Óleo (bbl/dia)	-	-	-	1.645	14.684	12.167	3.300	10.050
Produção referente à 3R (bbl/dia)	-	-	-	874	7.801	6.463	1.753	5.339